



TRANSCANADA CORPORATION – TROISIÈME TRIMESTRE DE 2004

Rapport trimestriel aux actionnaires

Renseignements aux médias : Hejdi Feick/Kurt Kadatz (403) 920-7859
(800) 608-7859
Renseignements aux analystes : David Moneta/Debbie Stein (403) 920-7911

TransCanada annonce les résultats du troisième trimestre; le conseil déclare un dividende de 0,29 \$ par action

CALGARY, Alberta – Le 26 octobre 2004 – (TSX : TRP) (NYSE : TRP)

Points saillants des résultats du troisième trimestre de 2004

(Tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2004 a totalisé 245 millions de dollars (0,51 \$ par action), y compris 52 millions de dollars (0,11 \$ par action) découlant des activités abandonnées. Le bénéfice net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'est établi à 847 millions de dollars (1,75 \$ par action), y compris 52 millions découlant des activités abandonnées.
- Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 394 millions de dollars au troisième trimestre de 2004. Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1 207 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004.
- Le conseil a déclaré un dividende de 0,29 \$ par action ordinaire.
- Dans sa décision rendue au troisième trimestre au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 pour le réseau de l'Alberta, l'Energy and Utilities Board de l'Alberta a refusé la déduction de frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars.
- Durant le troisième trimestre, TransCanada a conclu une entente prévoyant l'acquisition, au prix de 505 millions de dollars US, d'actifs hydroélectriques en Nouvelle-Angleterre dont la capacité de production totale est de 567 mégawatts (MW). L'opération est assujettie à un processus de vente aux enchères supervisé par le tribunal de la faillite et au consentement de ce dernier.
- La société a également annoncé qu'elle se proposait, en collaboration avec Petro-Canada, d'aménager une installation de gaz naturel liquéfié (GNL) de 660 millions de dollars à Gros-Cacouna, au Québec.
- En octobre, Hydro-Québec Distribution a octroyé à Cartier Wind Energy Inc., société dans laquelle TransCanada détient une participation de 50 %, six projets de construction

d'éoliennes d'une capacité de production de 739,5 MW à un coût estimatif de 1,2 milliard de dollars. Ces installations, pour lesquelles des conventions d'achat d'électricité devront être négociées, devraient entrer en exploitation entre 2006 et 2012.

TransCanada Corporation a annoncé aujourd'hui un bénéfice net de 245 millions de dollars (0,51 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2004, comparativement à 248 millions de dollars (0,51 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2003. Le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) s'est établi à 193 millions de dollars (0,40 \$ par action), alors qu'il avait été de 198 millions de dollars (0,41 \$ par action) au troisième trimestre de 2003.

Le bénéfice net de TransCanada pour les neuf premiers mois de 2004 a atteint 847 millions de dollars (1,75 \$ par action), comparativement au chiffre de 658 millions de dollars (1,36 \$ par action) inscrit pour la même période en 2003. Cette progression s'explique surtout par le gain après impôts de 15 millions de dollars (0,03 \$ par action) découlant de la vente à S.E.C. TransCanada Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer ainsi que par la constatation d'autres gains totalisant 172 millions de dollars (0,36 \$ par action). Les gains de 172 millions de dollars ont été constatés par suite de la suppression de l'obligation de TransCanada de financer le rachat des parts de S.E.C. TransCanada Électricité en 2017 et d'une réduction de participation dans S.E.C. TransCanada Électricité durant le deuxième trimestre de 2004.

Le président de la direction de TransCanada, M. Hal Kvisle, a formulé les commentaires suivants : « La réalisation prévue de l'acquisition de Gas Transmission Northwest et d'autres projets de croissance sur plusieurs fronts, y compris l'achat possible d'actifs hydroélectrique appartenant à USGen New England, Inc. et les placements annoncés dans des éoliennes et des installations de GNL, nous permettront de rehausser notre rendement financier à court terme et d'assurer notre croissance à long terme. »

« Le solide bilan de la société et la demande énergétique en Amérique du Nord nous permettront d'assurer notre croissance dans nos secteurs d'expertise afin de procurer un rendement durable à nos investisseurs. »

Téléconférence

TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 11 h (heure des Rocheuses) / 13 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du troisième trimestre de 2004 ainsi que des faits nouveaux et des questions générales concernant la société. Les analystes, journalistes et autres intéressés désireux de participer à cette téléconférence doivent composer le 1 877 211-7911 ou le (416) 405-9310 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La conférence sera également transmise en direct sur le site Web de TransCanada à www.transcanada.com.

La conférence débutera par de brefs commentaires des membres de la haute direction de TransCanada, suivis d'une période de questions et réponses à l'intention des analystes. Une période de questions et réponses à l'intention des médias suivra immédiatement.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit, heure de l'Est, le 2 novembre 2004; il suffira de composer le 1 800 408-3053 ou le (416) 695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3105855. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web.

Au sujet de TransCanada

TransCanada est un chef de file du secteur énergétique nord-américain. La société concentre ses activités sur le transport de gaz naturel et les services d'électricité, forte d'employés spécialisés dans ces domaines. Son réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive d'environ 39 000 kilomètres (24 200 milles) permet de transporter la plus grande partie du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien vers les marchés à très forte croissance du Canada et des États-Unis. TransCanada détient, contrôle ou aménage des installations ayant une capacité de production de plus de 4 700 mégawatts d'électricité - un tel volume d'électricité peut répondre à la demande d'environ 4,7 millions de foyers types. Les actions ordinaires de la société sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour obtenir des renseignements complémentaires, consulter notre site Internet à www.transcanada.com.

Points saillants des résultats financiers du troisième trimestre de 2004 (non vérifié)

Résultats d'exploitation (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Produits	1 224	1 391	3 713	4 038
Bénéfice net				
Activités poursuivies	193	198	795	608
Activités abandonnées	52	50	52	50
	245	248	847	658
Flux de trésorerie				
Fonds provenant des activités poursuivies	394	516	1 207	1 407
Dépenses en immobilisations	97	81	291	264
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	49	135	63	547
Données sur les actions ordinaires	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,40 \$	0,41 \$	1,64 \$	1,26 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	0,11	0,10
	0,51 \$	0,51 \$	1,75 \$	1,36 \$
Dividende déclaré par action	0,29 \$	0,27 \$	0,87 \$	0,81 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	484,4	482,1	484,0	481,1
Fin de la période	484,5	482,4	484,5	482,4

Rapport de gestion

Daté du 26 octobre 2004, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 et doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2003 de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue, sur SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada Corporation.

Aperçu des résultats consolidés

(non vérifié)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

Trimestres terminés les 30 septembre

Neuf mois terminés les 30 septembre

	2004	2003	2004	2003
Bénéfice net				
Activités poursuivies	193	198	795	608
Activités abandonnées	52	50	52	50
	245	248	847	658
Bénéfice net par action – de base				
Activités poursuivies	0,40 \$	0,41 \$	1,64 \$	1,26 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	0,11	0,10
	0,51 \$	0,51 \$	1,75 \$	1,36 \$

Résultats d'exploitation

Résultats consolidés

Le bénéfice net de TransCanada pour le troisième trimestre de 2004 s'est établi à 245 millions de dollars (0,51 \$ par action), alors qu'il avait totalisé 248 millions de dollars (0,51 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2003. Ce chiffre comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 52 millions de dollars (0,11 \$ par action) au troisième trimestre de 2004 et 50 millions de dollars (0,10 \$ par action) au troisième trimestre de 2003 et reflète la constatation dans les résultats des gains initialement reportés liés à la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société en 2001.

Au troisième trimestre de 2004, le bénéfice net découlant des activités poursuivies (résultat net) s'est chiffré à 193 millions de dollars (0,40 \$ par action), soit 5 millions de dollars (0,01 \$ par action) de moins que le chiffre de 198 millions de dollars (0,41 \$ par action) inscrit au troisième trimestre de 2003. Ce recul s'explique surtout par le résultat net inférieur de l'entreprise de transport de gaz, en partie annulé par la réduction des charges nettes du secteur Siège social.

Le résultat net de l'entreprise de gaz naturel a baissé de 26 millions de dollars au quatrième trimestre de 2004 comparativement aux résultats de la même période de l'exercice précédent, et ce, principalement en raison de la diminution du résultat net du réseau de l'Alberta compte tenu de l'incidence de la décision sur les coûts en capital généraux rendue en juillet 2004 et de l'incidence sur les résultats de l'exercice à ce jour de la décision rendue en août 2004 par l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale pour 2004 pour le réseau de l'Alberta. Cette décision refusait le recouvrement de coûts d'un montant élevé, ce qui a réduit les besoins en produits du réseau de l'Alberta, y compris l'incidence des réductions sur

la base tarifaire prévue en 2004. Le résultat net du troisième trimestre de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars qui revient à TransCanada des économies d'impôts futurs constatées par TransGas de Occidente (TransGas). La baisse des charges nettes du secteur Siège social provient surtout d'un ajustement de 12 millions de dollars après impôts par suite de l'annulation, durant le troisième trimestre de 2004, de provisions pour la restructuration établies préalablement et de la constatation d'économies d'impôts de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital supplémentaires utilisés. Au troisième trimestre de 2004, le bénéfice de l'entreprise d'électricité a été comparable à celui de la même période de l'exercice précédent.

Le bénéfice net de TransCanada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'est chiffré à 847 millions de dollars (1,75 \$ par action), compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars (0,11 \$ par action), comparativement à 658 millions de dollars (1,36 \$ par action) pour la période correspondante de 2003, compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées de 50 millions de dollars (0,10 \$ par action).

Le résultat net de TransCanada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'est établi à 795 millions de dollars (1,64 \$ par action), comparativement à 608 millions de dollars (1,26 \$ par action) pour la période correspondante de 2003. Cet accroissement de 187 millions de dollars (0,38 \$ par action) pour les neuf premiers mois de 2004 comparativement à la même période en 2003 s'explique par la hausse marquée du résultat net de l'entreprise d'électricité. Par ailleurs, le recul du résultat net de l'entreprise de transport de gaz a été principalement annulé par la réduction des charges nettes du secteur Siège social.

La progression du résultat de l'entreprise d'électricité provient en grande partie du gain de 15 millions de dollars après impôts (25 millions de dollars avant impôts) (0,03 \$ par action) réalisé au deuxième trimestre de 2004 à la vente, à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer ainsi que de la constatation de gains de dilution et autres gains totalisant 172 millions de dollars (0,36 \$ par action) découlant de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité et de la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter, en 2017, les parts non détenues par TransCanada. TransCanada était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence.

Compte non tenu des gains cumulés de 187 millions de dollars susmentionnés inclus dans le résultat net relativement à S.E.C. Électricité et la constatation, au deuxième trimestre de 2003, d'un règlement de 19 millions de dollars après impôts conclu avec une ancienne contrepartie, le résultat net de l'entreprise d'électricité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 est de 21 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit pour la même période en 2003. La progression du résultat net découlant de la participation de TransCanada dans Bruce Power L.P. (Bruce Power) a été partiellement neutralisée par la baisse des contributions des établissements de l'Est.

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a baissé de 33 millions de dollars entre les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et 2004, en raison principalement du recul du résultat du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta; ce repli a été en partie annulé par le gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de la participation de la société dans le projet de gazoduc Millennium (Millennium) au deuxième trimestre de 2004 et par le résultat supérieur des placements dans d'autres entreprises de transport de gaz. Le résultat net du troisième trimestre de

2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars au titre des économies d'impôts futurs constatées par TransGas.

La baisse de 31 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'explique surtout par l'annulation, durant le troisième trimestre, de provisions pour la restructuration établies préalablement et par des éléments liés aux impôts sur les bénéfices, y compris des remboursements au premier trimestre de 2004 ainsi que la constatation d'économies d'impôts au titre de reports de prospectifs de pertes supplémentaires utilisés. Ces variations positives ont été en partie annulées par la hausse des intérêts débiteurs par suite de l'émission de nouveaux titres d'emprunt vers la fin de 2003 et au début de 2004.

Aperçu des résultats par secteur

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Transport de gaz	134	160	429	462
Électricité	51	50	365	176
Siège social	8	(12)	1	(30)
Activités poursuivies	193	198	795	608
Activités abandonnées	52	50	52	50
Bénéfice net	245	248	847	658

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 394 millions de dollars au troisième trimestre de 2004, soit 122 millions de dollars de moins que le chiffre inscrit au troisième trimestre de 2003. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les fonds provenant de l'exploitation ont régressé de 200 millions de dollars comparativement au chiffre inscrit pour la même période en 2003 pour s'établir à 1 207 millions de dollars. Ces baisses découlent principalement de la charge des impôts exigibles supérieure en 2004 comparativement à 2003.

Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 134 millions de dollars et à 429 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement, alors qu'il avait été de 160 millions de dollars et de 462 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2003.

Aperçu des résultats – Transport de gaz

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Gazoducs détenus en propriété exclusive				
Réseau de l'Alberta	31	50	110	136
Réseau principal au Canada	71	73	201	215
Foothills*	6	5	17	14
Réseau de la Colombie-Britannique	2	-	5	4
	110	128	333	369
Autres entreprises de transport de gaz				
Great Lakes	12	10	43	38
Iroquois	3	4	14	15
TC PipeLines, LP	4	4	13	11
Portland**	-	-	6	7
Ventures LP	3	3	10	7
Trans Québec & Maritimes	2	2	6	6
CrossAlta	4	-	6	4
TransGas de Occidente	3	13	9	20
Régions nordiques	(1)	(1)	(3)	(2)
Frais généraux, administratifs, de soutien et frais divers	(6)	(3)	(8)	(13)
	24	32	96	93
Résultat net	134	160	429	462

* TransCanada a acquis le 15 août 2003 le reste des participations de Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement.

** TransCanada a augmenté sa participation dans Portland pour la porter de 33,3 % à 43,4 % le 29 septembre 2003, puis de 43,4 % à 61,7 % le 3 décembre 2003.

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Le résultat net du réseau de l'Alberta a diminué de 31 millions de dollars, passant de 50 millions de dollars au troisième trimestre de 2003 à 19 millions de dollars pour la même période en 2004. Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 a été de 26 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour la même période en 2003. Ces reculs s'expliquent principalement par l'incidence sur les résultats de l'exercice à ce jour des décisions rendues par l'EUB – en août 2004 au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 et en juillet 2004 au sujet des coûts en capital généraux. La décision sur la demande tarifaire générale refusait de reconnaître des frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars avant impôts au titre de l'exploitation du gazoduc; par conséquent, des ajustements ont été apportés aux résultats du troisième trimestre de 2004 pour tenir compte de l'incidence de cette décision sur les résultats de l'exercice à ce jour. La décision au sujet des coûts en capital généraux a fait baisser le taux de rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires en 2004, comparativement au résultat implicite contenu dans le règlement négocié en 2003 qui comprenait des besoins en produits fixes de 1,277 milliard de dollars avant les ajustements extraordinaires. Le résultat de 2004 rend compte d'un rendement de 9,60 % sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % approuvé dans la décision sur les coûts en capital généraux.

Le résultat net du réseau principal au Canada a diminué de 2 millions de dollars et de 14 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement, contre les périodes correspondantes de 2003. Ce recul provient surtout de la baisse du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires, qui est passé de 9,79 % en 2003 à 9,56 % en 2004, ainsi que de la diminution de la base tarifaire moyenne.

Foothills a affiché un résultat net de 17 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, soit 3 millions de dollars de plus que pour la même période en 2003, ce qui rend compte de l'acquisition, en août 2003, de la tranche restante de la participation que TransCanada ne détenait pas dans Foothills.

Données sur l'exploitation

Neuf mois terminés les
30 septembre
(non vérifié)

	Réseau de l'Alberta*		Réseau principal au Canada **		Foothills***		Réseau de la C.-B.	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	4 642	4 909	8 233	8 601	718	742	229	237
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)								
Total	2 872	2 893	1 947	1 990	844	813	255	227
Moyenne quotidienne	10,5	10,6	7,1	7,3	3,1	3,0	0,9	0,8

* Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 2 959 milliards de pieds cubes pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 (2 926 milliards de pieds cubes en 2003); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,8 milliards de pieds cubes (10,7 milliards de pieds cubes en 2003).

** Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 503 milliards de pieds cubes (1 572 milliards de pieds cubes en 2003), soit une moyenne quotidienne de 5,5 milliards de pieds cubes (5,8 milliards de pieds cubes en 2003).

*** Les participations restantes dans Foothills ont été acquises en août 2003. Dans le tableau, les volumes de livraison annuels représentent 100 % de Foothills.

Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2004, la quote-part revenant à TransCanada du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 24 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 32 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2003. Les résultats de 2003 comprennent la part de 11 millions revenant à TransCanada au titre des économies d'impôts futurs constatées par TransGas. Exclusion faite de cet ajustement, le résultat net du trimestre s'est accru de 3 millions de dollars contre la période correspondante de 2003. Cette hausse s'explique par l'augmentation du résultat de Great Lakes compte tenu du succès de la campagne de marketing des services à court terme et de l'accroissement du résultat de CrossAlta en raison des conditions favorables sur le marché du stockage, annulés en partie par la hausse des frais généraux, administratifs et de soutien et des frais divers.

Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 a été de 96 millions de dollars, comparativement à 93 millions de dollars pour la période correspondante de 2003. Exclusion faite du gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de Millennium et constaté en 2004 ainsi que des économies d'impôts futurs de 11 millions de dollars constatées par TransGas en 2003, le résultat de l'exercice à ce jour est de 7 millions de dollars supérieur à celui de la période correspondante de 2003. Cette hausse s'explique par l'augmentation du résultat de Great Lakes compte tenu du succès de la campagne de marketing des services à court terme et la progression du résultat de Ventures LP, de TC PipeLines, LP et de CrossAlta. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence

du fléchissement du dollar américain et de la hausse des frais généraux, administratifs et de soutien et des frais divers.

Électricité

Aperçu des résultats – Électricité

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest	43	26	113	129
Établissements de l'Est	21	30	77	91
Placement dans Bruce Power	29	38	125	92
Placement dans S.E.C. Électricité	6	8	22	26
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(21)	(23)	(70)	(66)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	78	79	267	272
Charges financières	(4)	(2)	(9)	(8)
Impôts sur les bénéfices	(23)	(27)	(80)	(88)
	51	50	178	176
Gains liés à S.E.C. Électricité (après impôts)	-	-	187	-
Résultat net	51	50	365	176

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 51 millions de dollars au troisième trimestre de 2004, soit 1 million de dollars de plus que le chiffre de 50 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2003. Le bénéfice supérieur des établissements de l'Ouest a été plus qu'annulé par la baisse des contributions de Bruce Power et des établissements de l'Est.

Le résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité a été de 365 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, en hausse de 189 millions de dollars par rapport au résultat net de 176 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Cet accroissement provient principalement de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité. Durant le deuxième trimestre de 2004, TransCanada a réalisé la vente à S.E.C. Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US, ce qui a donné lieu à un gain après impôts de 15 millions de dollars (25 millions de dollars avant impôts). Dans le cadre d'une assemblée ayant eu lieu en avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé ces acquisitions et la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts que TransCanada ne détiendrait pas en 2017. TransCanada était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence. De plus, S.E.C. Électricité a émis, durant le deuxième trimestre de 2004, 8,1 millions de reçus de souscription qui ont été convertis par la suite en parts de société en commandite, et TransCanada a fait une contribution de 20 millions de dollars au produit net de l'émission de 286,8 millions de dollars réalisé par S.E.C. Électricité. Cette émission a eu pour incidence nette de réduire la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %. Par suite de ces événements, TransCanada a constaté, au deuxième trimestre de 2004, un gain de dilution et d'autres gains totalisant 172 millions de dollars, dont 132 millions de dollars avaient été antérieurement reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017. Les gains de dilution découlent de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité par suite de l'émission, par S.E.C. Électricité, de nouvelles parts de sociétés en commandite à un prix sur le marché supérieur à la valeur comptable unitaire du placement détenu par TransCanada.

Si l'on ne tient pas compte des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité, le résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité a été de 178 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, en hausse de 2 millions de dollars par rapport au résultat net de 176 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Le résultat de Bruce Power, soit 125 millions de dollars, est de 33 millions de dollars supérieurs au chiffre de 92 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003 et presque totalement annulé par la baisse des contributions des autres établissements de l'entreprise d'électricité.

Établissements de l'Ouest

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont augmenté de 17 millions de dollars pour totaliser 43 millions de dollars au troisième trimestre de 2004, comparativement au chiffre de 26 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2003. Cette montée s'explique surtout par le résultat de la centrale de cogénération de MacKay River nouvellement construite, les honoraires touchés par suite de l'acquisition, au troisième trimestre de 2004, d'installations hydroélectriques par S.E.C. Électricité en Colombie-Britannique ainsi que par la hausse des marges nettes réalisées sur la gestion du portefeuille dans son ensemble. Les contributions trimestrielles de la centrale de MacKay River ont été supérieures aux prévisions pour le trimestre visé, et ce, grâce à la constatation de produits qui avaient été reportés au cours des six premiers mois de 2004.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des neuf mois terminés le 30 septembre 2004, soit 113 millions de dollars, sont inférieurs de 16 millions de dollars au chiffre inscrit pour la période correspondante de 2003. Ce recul est principalement attribuable à la constatation, au deuxième trimestre de 2003, d'un montant de 31 millions de dollars (19 millions de dollars après impôts) au titre d'un règlement avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements en vertu de contrats de vente à terme d'électricité ainsi qu'au bénéfice inférieur réalisé par la centrale de ManChief en raison de la vente de la centrale à S.E.C. Électricité en avril 2004. Les contributions de la centrale de MacKay River, les honoraires reçus relativement aux actifs acquis par S.E.C. Électricité en 2004 ainsi que l'incidence des marges nettes supérieures réalisées sur le portefeuille d'actifs au deuxième et au troisième trimestre de 2004 ont en partie contré ces baisses.

Établissements de l'Est

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est, soit 21 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2004, ont été inférieurs de 9 millions de dollars au chiffre de 30 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2003. Ce recul est principalement attribuable à la contribution réduite des installations hydroélectriques de Curtis Palmer, qui ont été vendues à S.E.C. Électricité en avril 2004, à l'incidence défavorable de la hausse du coût du gaz combustible à la centrale d'Ocean State Power (OSP) et au fléchissement du dollar américain entre 2003 et 2004. À la fin du mois d'août 2004, OSP a terminé son troisième processus d'arbitrage relativement au coût du gaz combustible et, à l'instar des décisions rendues en décembre 2002 et en mars 2003, cette décision a fait augmenter substantiellement le coût du gaz combustible utilisé par OSP. La décision rendue à l'issue de ce dernier processus d'arbitrage, prenant effet le 1^{er} septembre 2004, prévoit un mécanisme de fixation du prix du gaz combustible qui donne lieu à des prix supérieurs aux prix du marché, ce qui nuit à la capacité d'OSP de produire de l'électricité de manière économique et concurrentielle. OSP examine actuellement les incidences possibles de cette décision défavorable et les options connexes. TransCanada a entrepris le processus d'arbitrage suivant, qui devrait se terminer vers le milieu de 2005.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 se sont élevés à 77 millions de dollars, soit 14 millions de moins que le chiffre de 91 millions inscrit pour la même période en 2003. Ce recul est principalement attribuable au bénéfice réduit des installations hydroélectriques de Curtis Palmer, qui ont été vendues à S.E.C. Électricité en avril 2004, à l'incidence défavorable des coûts supérieurs du gaz combustible d'OPS et au fléchissement du dollar américain en 2004.

Participation dans Bruce Power

Aperçu des résultats – Bruce Power

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Bruce Power (base de 100 %)				
Produits	395	297	1 228	939
Charges d'exploitation	(297)	(196)	(833)	(599)
Bénéfice d'exploitation	98	101	395	340
Charges financières	(17)	(17)	(50)	(49)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	81	84	345	291
Participation de TransCanada dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices*	26	27	109	66
Ajustements	3	11	16	26
Bénéfice de TransCanada provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	29	38	125	92

* TransCanada a acquis sa participation dans Bruce Power le 14 février 2003. Le bénéfice total de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices s'est établi à 210 millions de dollars pour la période allant du 14 février 2003 au 30 septembre 2003.

Pour le troisième trimestre de 2004, le bénéfice de participation avant impôts provenant de Bruce Power s'est élevé à 29 millions de dollars, comparativement à 38 millions de dollars au troisième trimestre de 2003. Au troisième trimestre de 2004, la part d'électricité revenant à TransCanada s'est élevée à 2 765 gigawatts-heure (GWh), alors qu'elle avait été de 2 041 GWh pour la même période en 2003. Cette hausse rend compte en grande partie de la production supérieure en 2004 en raison du redémarrage des troisième et quatrième réacteurs de Bruce A qui ont haussé la capacité de production de Bruce Power d'environ 1 500 mégawatts (MW) depuis le troisième trimestre de 2003 et ont fait augmenter les charges d'exploitation de Bruce Power proportionnellement. Les quatre réacteurs de Bruce B étaient hors service durant l'inspection du bâtiment sous vide, qui a débuté le 18 septembre 2004, ce qui a en partie annulé l'accroissement de la production des troisième et quatrième réacteurs. Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le troisième trimestre de 2004 ont été d'environ 45 \$ par mégawatt-heure (MWh), soit les mêmes que les prix réalisés au troisième trimestre de 2003. Environ 55 % de la production ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le troisième trimestre de 2004, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme. Sur une base unitaire, les frais d'exploitation de Bruce Power ont augmenté, passant de 30 \$ par MWh au troisième trimestre de 2003 à 34 \$ par MWh au troisième trimestre de 2004. Cette hausse des frais d'exploitation unitaires s'explique principalement par la progression des coûts, étant donné que les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont été plus nombreux au troisième trimestre de 2004 qu'il ne l'avaient été en 2003 et en raison de la perte de production durant l'arrêt d'exploitation du bâtiment sous vide de Bruce B.

Les ajustements à la quote-part revenant à TransCanada du bénéfice avant impôts de Bruce Power pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 ont été inférieurs à ceux des périodes correspondantes de 2003, et ce, principalement en raison du fait qu'aucun montant n'a été capitalisé au titre des intérêts au moment de la remise en service des réacteurs de Bruce A.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, le bénéfice de participation avant impôts s'est établi à 125 millions de dollars, comparativement à 92 millions de dollars pour la même période en 2003. Cette hausse s'explique surtout par la production supérieure en 2004 grâce à la remise en service des deux réacteurs de Bruce A ainsi que par la période de neuf mois complets pour le calcul du résultat en 2004, comparativement à la période allant du 14 février au 30 septembre en 2003, soit la période durant laquelle TransCanada était propriétaire de l'installation en 2003. Les frais d'exploitation pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'établissaient à 32 \$ par MWh, comparativement à 33 \$ par MWh pour la période allant du 14 février au 30 septembre 2003. Les prix réalisés moyens pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 ont été de 46 \$ par MWh, comparativement à 49 \$ par MWh durant la période de propriété de TransCanada terminée le 30 septembre 2003.

Pour le troisième trimestre de 2004, la disponibilité moyenne des réacteurs de Bruce a été de 85 %, comparativement à 94 % durant le troisième trimestre de 2003, ce qui reflète le nombre supérieur d'heures d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif au troisième trimestre de 2004. La disponibilité durant les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'est établie à 85 %, comparativement à 88 % pour la période allant du 14 février au 30 septembre 2003. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du sixième réacteur a débuté le 11 septembre 2004, et le réacteur devrait être remis en exploitation en décembre 2004. L'inspection sous vide prévue pour tous les réacteurs de Bruce B, qui avait débuté le 18 septembre 2004, a été menée à bien en avance sur les délais prévus, et les huitième et septième réacteurs ont été remis en service les 11 et 13 octobre 2004, respectivement. Le cinquième réacteur demeurera hors service pour des travaux d'entretien supplémentaires en raison des essais réalisés durant l'inspection du bâtiment sous vide et devrait être remis en service d'ici le milieu de novembre 2004.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix du marché de gros au comptant de l'électricité ainsi que de la disponibilité générale des centrales, elle-même touchée par les travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe. Environ 40 % de la production prévue pour le reste de 2004 font l'objet de contrats de vente à prix fixe.

Participation dans S.E.C. Électricité

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers se sont élevés à 6 millions de dollars et à 22 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement. Il s'agit d'un recul de 2 millions de dollars et de 4 millions de dollars, respectivement, comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2003. Ce recul provient surtout de la participation réduite de TransCanada dans S.E.C. Électricité en 2004 (30,6 % contre 35,6 %) et de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de tous les gains antérieurement reportés découlant de l'élimination de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité. Avant la suppression de la condition de rachat, l'entreprise d'électricité constatait dans les résultats l'amortissement de ces gains reportés sur une période allant jusqu'en 2017. Le résultat supplémentaire découlant de l'acquisition par S.E.C.

Électricité, au deuxième trimestre, des installations de Curtis Palmer et de ManChief annule en partie ces réductions.

Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers

Les frais généraux, administratifs et de soutien et les frais divers ont diminué de 2 millions de dollars durant le troisième trimestre de 2004, comparativement à ceux de la même période en 2003. Ce repli provient surtout des gains de change non matérialisés constatés par S.E.C. Électricité sur sa dette libellée en dollars US, annulés en partie par la hausse des frais de soutien. Les frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers ont atteint 70 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, soit 4 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2003. Cette hausse s'explique surtout par les frais de soutien supérieurs découlant de la participation accrue de la société dans l'entreprise d'électricité. La compression des charges d'expansion des affaires et l'incidence favorable de la constatation des gains de change non matérialisés de S.E.C. Électricité ont annulé en partie la hausse des frais de soutien.

Volumes des ventes d'électricité

(non vérifié)

(en gigawatts-heure)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest ²⁾	2 754	3 070	8 559	9 310
Établissements de l'Est ²⁾	1 631	1 717	4 716	5 126
Placement dans Bruce Power ¹⁾	2 765	2 041	8 257	4 809
Placement dans S.E.C. Électricité ²⁾	642	582	1 750	1 604
Total	7 792	7 410	23 282	20 849

1) Acquisition le 14 février 2003. Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TransCanada dans la production de Bruce Power à compter de la date d'acquisition.

2) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans le placement de S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.

Disponibilité moyenne pondérée des centrales ¹⁾

(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest ²⁾	94 %	91 %	96 %	93 %
Établissements de l'Est ²⁾	98 %	99 %	97 %	92 %
Placement dans Bruce Power ³⁾	85 %	94 %	85 %	88 %
Placement dans S.E.C. Électricité ²⁾	97 %	99 %	97 %	95 %
Toutes les centrales	92 %	96 %	92 %	91 %

1) La disponibilité des centrales représente le pourcentage du temps, durant l'année, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif réduisent la disponibilité des centrales.

2) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans le placement de S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.

3) Le pourcentage comparatif pour 2003 est calculé à compter de la date d'acquisition, soit le 14 février 2003. Le troisième réacteur de Bruce A est inclus à compter du 1^{er} mars 2004.

Siège social

Le résultat net s'est élevé à 8 millions de dollars et à 1 million de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement, alors que des charges nettes de 12 millions de dollars et de 30 millions de dollars avaient été constatées pour les périodes correspondantes de 2003.

La hausse de 20 millions de dollars du résultat net du secteur Siège social pour le trimestre terminé le 30 septembre 2004, comparativement à la même période en 2003, provient surtout d'un

ajustement de 12 millions de dollars après impôts par suite de l'annulation, durant le trimestre, de provisions pour la restructuration établies préalablement et de la constatation d'économies d'impôts de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital supplémentaires utilisés.

La hausse de 31 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 contre la même période en 2003 s'explique surtout par l'annulation, durant le troisième trimestre de 2004, de provisions pour la restructuration établies préalablement et par des éléments liés aux impôts sur les bénéfices, y compris des remboursements au premier trimestre de 2004 ainsi que la constatation d'économies d'impôts au titre de reports prospectifs de pertes supplémentaires utilisés. Ces variations positives ont été en partie annulées par la hausse des intérêts débiteurs par suite de l'émission de nouveaux titres d'emprunt vers la fin de 2003 et au début de 2004.

Activités abandonnées

Le conseil d'administration a approuvé en juillet 2001 un plan visant la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société. Les cessions prévues aux termes de ce plan avaient essentiellement été menées à bien au 31 décembre 2001. TransCanada a revu, au 30 septembre 2004, sa provision pour pertes découlant des activités abandonnées et le gain reporté restant relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz cédée. Par suite de cette revue, TransCanada a déterminé que son passif éventuel aux termes des garanties et obligations en vertu de certains contrats liés à l'entreprise de gaz cédée avait diminué et, par conséquent, le solde du gain reporté après impôts, soit 52 millions de dollars, a été constaté dans les résultats au troisième trimestre de 2004. TransCanada a conclu que le reste de la provision pour pertes découlant des activités abandonnées était adéquat.

Liquidités et ressources en capital

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 394 millions de dollars et à 1 207 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement, alors qu'ils avaient été de 516 millions de dollars et de 1 407 millions de dollars, respectivement, pour les mêmes périodes en 2003.

TransCanada estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue est adéquate et demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2003.

Activités d'investissement

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions, ont totalisé respectivement 97 millions de dollars (81 millions de dollars en 2003) et 291 millions de dollars (264 millions de dollars en 2003). Elles se rapportaient principalement à la construction de nouvelles centrales électriques, à l'entretien et à la capacité des gazoducs de l'entreprise de transport de gaz.

Durant les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les actifs cédés ont totalisé 408 millions de dollars (néant en 2003) et se rapportaient principalement à la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité durant le deuxième trimestre de 2004.

Durant le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, la société a consacré respectivement 49 millions de dollars (135 millions de dollars en 2003) et 63 millions de dollars (547 millions de dollars en 2003) à des acquisitions.

Activités de financement

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, TransCanada a affecté respectivement 9 millions de dollars et 510 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. En février 2004, la société a émis pour 200 millions de dollars d'effets à moyen terme comportant une échéance de cinq ans et un taux d'intérêt de 4,1 %. En mars 2004, la société a émis pour 350 millions de dollars US d'effets non garantis de rang supérieur comportant une échéance de 30 ans et un taux d'intérêt de 5,6 %. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, l'encours des effets à payer a diminué de 367 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 794 millions de dollars. L'accroissement de l'encaisse et des placements à court terme et la réduction de l'encours des effets à payer signifient que TransCanada est bien placée pour réaliser l'achat de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN), ce qui devrait avoir lieu durant le quatrième trimestre de 2004 (consulter la rubrique Autres faits nouveaux – Transport de gaz – Gas Transmission Northwest Corporation).

Dividendes

Le 26 octobre 2004, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2004, un dividende trimestriel de 0,29 \$ par action ordinaire en circulation. Il s'agit du 164^e dividende trimestriel consécutif versé par TransCanada et sa filiale sur les actions ordinaires. Le dividende est payable le 31 janvier 2005 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2004.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2004, TransCanada détenait une participation de 30,6 % dans S.E.C. Électricité, une société en commandite ouverte. Jusqu'au 29 avril 2004, S.E.C. Électricité était tenue de racheter toutes les parts en circulation au 30 juin 2017 n'étant pas détenues directement ou indirectement par TransCanada, et TransCanada était tenue de financer le rachat conformément aux modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. Électricité. À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu le 29 avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé la modification des modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. visant à supprimer l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts non détenues par TransCanada en 2017.

Exclusion faite de l'élimination de l'obligation de S.E.C. Électricité, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TransCanada depuis le 31 décembre 2003, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, consulter de rapport de gestion de TransCanada dans le rapport annuel 2003 de TransCanada.

Instruments financiers et autres instruments

L'information donnée ci-après représente les changements importants aux instruments de gestion des risques et instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2003 et tient compte des effets des modifications comptables qui, à compter du 1^{er} janvier 2004, ont été adoptées prospectivement en matière de couverture, tel qu'il est discuté plus en détail à la rubrique Modifications comptables – Relations de couverture.

Activités de gestion du change et des taux d'intérêt

Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette libellée en dollars US, au risque de change lié aux charges libellées en dollars US ainsi qu'au risque de taux d'intérêt. La société gère ces risques en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre huit ans. Certains des gains et des pertes matérialisés sur les instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Taux de change				
Swaps de devises	(33)	(33)	(26)	(26)
Taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	16	16	2	15
En dollars US	8	8	-	8

Au 30 septembre 2004, le montant en capital des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US au 31 décembre 2003). De plus, au 30 septembre 2004, la société disposait de swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 210 millions de dollars (210 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 162 millions de dollars US (162 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 569 millions de dollars (964 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

En ce qui concerne ses autres dettes libellées en dollars US, la société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre neuf ans. Les justes valeurs des instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	(4)	(4)	1	(3)
En dollars US	34	34	2	37
Change				
Contrats de change à terme				
En dollars US	(7)	(6)	-	1

Au 30 septembre 2004, les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 225 millions de dollars (150 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 450 millions de dollars US (450 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Le montant en capital des contrats de change à terme était de 148 millions de dollars US (19 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

Gestion des risques

Pour ce qui est des activités poursuivies, les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TransCanada est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2003. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

Contrôles et procédures

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, la direction de TransCanada, dont, au premier chef, le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances, a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de la société. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de TransCanada de conclure que les contrôles et procédures de communication de l'information sont efficaces.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice courant, il ne s'est produit aucun changement concernant le contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada.

Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TransCanada, qui n'a pas été modifiée depuis le 31 décembre 2003, concerne le fait que le mode de comptabilisation de ses activités réglementées est prescrit par la réglementation. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur cette convention comptable d'importance critique.

Estimations comptables d'importance critique

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des états financiers consolidés de la société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. L'estimation comptable d'importance critique de TransCanada demeure la dotation aux amortissements. Durant le troisième trimestre de 2004, TransCanada a constaté dans ses résultats l'estimation comptable d'importance critique en ce qui a trait au solde du gain reporté après impôts lié à la vente de l'entreprise de commercialisation du gaz en 2001, tel qu'il est discuté plus en détail à la rubrique Résultats d'exploitation – Activités abandonnées. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

Modifications comptables

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, le nouveau chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA). Ce chapitre définit les normes de constatation et de présentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif découlant d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice au cours duquel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une estimation au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de gazoducs souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Dans le cas de ces actifs, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux autres biens du secteur Autres entreprises de transport de gaz de TransCanada au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 11 millions de dollars au 30 septembre 2004.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux centrales électriques et aux biens connexes au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003, respectivement. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1^{er} janvier 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 23 millions de dollars au 30 septembre 2004. Le placement dans Bruce Power et les conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B n'imposent à la société aucune obligation légale en matière de mise hors service d'immobilisations.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour les périodes antérieures, alors qu'elle a eu une incidence de néant et d'environ 1 million de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement.

Relations de couverture

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité, *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, la désignation et l'efficacité des couvertures, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Conformément aux dispositions de cette nouvelle note d'orientation, TransCanada a constaté tous les instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

Cette nouvelle note d'orientation a été adoptée prospectivement et a entraîné une diminution de 2 millions de dollars et de néant, respectivement, du bénéfice net du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2004. L'incidence importante de cette modification comptable sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Actif à court terme	
Autres	8
Autres éléments d'actif	123
Total de l'actif	131
Passif à court terme	
Créditeurs	8
Montants reportés	132
Dette à long terme	(7)
Impôts futurs	(1)
Total du passif	132

Principes comptables généralement reconnus

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, le nouveau chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des principes comptables généralement reconnus (PCGR) et les autres sources qui doivent être prises en compte en vue de

l'application des PCGR. En vertu de cette nouvelle norme, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été adoptée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2004. Dans les périodes antérieures, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas constatés dans le bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments d'actif	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

Perspectives

En 2004, la réalisation du projet d'acquisition de GTN en cours et le gain réalisé à la vente de Millennium devraient influencer positivement sur les résultats du secteur de transport de gaz. Cependant, les décisions rendues par l'EUB en juillet et en août 2004 au sujet des coûts en capital généraux pour les services publics albertains et de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 pour le réseau de l'Alberta, respectivement, influenceront négativement sur les résultats escomptés du secteur de transport de gaz. La rubrique Autres faits nouveaux renferme des renseignements complémentaires sur l'acquisition de GTN en cours et sur les décisions de l'EUB et de l'ONÉ. En outre, la société prévoit que le résultat net de l'entreprise d'électricité en 2004 sera supérieur aux prévisions initiales en raison des gains liés à S.E.C. Électricité. Le résultat de l'entreprise d'électricité pour le reste de 2004 subira le contre-coup de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de gains antérieurement reportés liés à S.E.C. Électricité et du règlement du processus d'arbitrage d'OSP en août 2004. Les postes liés aux impôts sur les bénéfices et l'élimination des provisions pour la restructuration établies antérieurement influenceront positivement sur les résultats escomptés de secteur Siège social. Ces incidences mises à part, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2003. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

Grâce à son résultat net, à ses flux de trésorerie ainsi qu'à son bilan solide, la société continue de jouir de la souplesse financière nécessaire pour investir judicieusement dans ses entreprises essentielles, soit le transport de gaz et l'électricité. Les cotes de crédit que Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's Investors Service (Moody's) et Standard & Poor's ont accordées aux titres d'emprunt de premier rang non garantis de TransCanada PipeLines Limited sont actuellement A, A2 et A-, respectivement. DBRS et Moody's continuent d'assortir leurs cotes de perspectives « stables », tandis que Standard & Poor's assortit plutôt la sienne d'une perspective « négative ».

Autres faits nouveaux

Transport de gaz

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

En juillet 2004, l'EUB a rendu sa décision au sujet de l'instance sur les coûts en capital généraux. Le réseau de l'Alberta, ainsi que tous les autres services publics albertains assujettis à la réglementation provinciale, ont obtenu un taux de rendement sur les capitaux propres de 9,60 % pour 2004. Ce taux de rendement sur les capitaux propres génériques sera ajusté annuellement d'un taux correspondant à 75 % de la variation du taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada par rapport à l'année précédente, conformément à la méthode utilisée par l'ONÉ. L'EUB a également établi le taux de rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires à 35 % pour le réseau de l'Alberta. Ce pourcentage est inférieur à celui sollicité, soit 11 % sur les capitaux propres en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. L'EUB a également indiqué que l'examen du mécanisme d'ajustement du taux de rendement sur les capitaux propres n'aura pas lieu avant 2009, à moins que le taux de rendement sur les capitaux propres en résultant soit inférieur à 7,6 % ou supérieur à 11,6 %. L'EUB prévoit par ailleurs que la structure du capital ne serait modifiée que s'il survenait un changement important pour ce qui est du risque d'investissement.

En septembre 2003, TransCanada a déposé auprès de l'EUB les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire générale pour 2004, qui renferment les preuves à l'appui de ses besoins en matière de base tarifaire et de produits. La société demande que le taux d'amortissement composé de 4,00 % en 2003 soit porté à 4,13 %. Le 24 août 2004, l'EUB a rendu sa décision et approuvé un taux d'amortissement composé de 4,06 %, approuvé l'achat du réseau pipelinier de Simmons (Simmons) au prix d'environ 22 millions de dollars et approuvé les arrangements de transport par des tiers qui existent actuellement pour les réseaux de Foothills, de Simmons et de Ventures LP. Cependant, une grande partie des coûts ne pourront être récupérés, ce qui a réduit les besoins en produits et la base tarifaire.

En septembre 2004, TransCanada a présenté à la Cour d'appel de l'Alberta une demande d'autorisation de porter en appel la décision de l'EUB au sujet de la première phase de la demande tarifaire de 2004 qui refuse la déduction du coût des mesures incitatives. Dans sa décision, l'EUB refusait la déduction de frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars (avant impôts), montant qui comprend la déduction demandée de 19 millions de dollars au titre du coût des mesures incitatives. TransCanada croit que la décision de l'EUB de refuser l'inclusion de ces coûts dans les besoins en produits est fondée sur des erreurs de droit. La société croit qu'il lui est nécessaire d'engager de tels coûts raisonnables et prudents pour l'exploitation sécuritaire, fiable et efficiente du réseau de l'Alberta. Par la suite, à la demande de TransCanada, la Cour d'appel a ajourné l'appel pour une période indéfinie pendant que TransCanada évalue les mérites de présenter à l'EUB une demande d'examen et de modification au sujet des coûts de 2004 et tente de négocier un règlement avec ses clients au sujet de la tarification future. L'EUB a limité la durée de tout règlement à trois ans.

En octobre 2004, le réseau de Simmons a été intégré à celui de TransCanada en Alberta. Les actifs en question comprennent des canalisations de 380 kilomètres ainsi que des postes de mesurage et quatre unités de compression situés dans le nord de l'Alberta. Simmons dessert la région de Fort McMurray en gaz naturel depuis plusieurs points de raccordement le long du réseau de l'Alberta et à même la production reliée directement au gazoduc. Sa capacité de débit s'établit à environ 185 millions de pieds cubes par jour.

Les documents requis pour la deuxième phase de la demande, qui vise principalement les modalités des tarifs et les services, ont été déposés en décembre 2003. Les témoignages de vive voix dans le cadre de la deuxième phase de l'audience ont débuté à Calgary le 9 juin 2004; les observations ont été déposées en juillet 2004. La décision de l'EUB est attendue le 26 octobre 2004.

En décembre 2003, l'EUB a approuvé la demande de TransCanada sollicitant l'approbation de tarifs provisoires aux services de transport à compter du 1^{er} janvier 2004. Les tarifs définitifs pour 2004 seront déterminés durant le quatrième trimestre en fonction de la décision de l'EUB au sujet de la demande tarifaire générale de 2004 et tiendront compte de la décision que rendra l'EUB par suite de l'audience sur les coûts en capital généraux.

Réseau principal au Canada

L'ONÉ a approuvé des droits provisoires de 2004 pour le réseau principal au Canada. La demande de droits et tarifs pour le réseau principal au Canada en 2004 a été déposée en janvier 2004. Elle sollicitait un taux de rendement de 11 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. Compte tenu de la décision de la Cour d'appel fédérale, TransCanada a informé l'ONÉ qu'elle ne contesterait pas la formule d'établissement du taux de rendement sur les capitaux propres dans sa demande tarifaire de 2004, et elle a révisé la demande pour tenir compte du taux de rendement sur les capitaux propres de 9,56 % prévu par cette formule en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. La première phase de l'audience, durant laquelle l'ONÉ a examiné toutes les questions soulevées dans la demande, exception faite du coût en capital, s'est terminée le 25 juin 2004. L'ONÉ a rendu sa décision sur la première phase le 10 septembre 2004 et a approuvé la presque totalité des éléments de la demande portant sur les coûts ainsi que le nouveau service de transport garanti non renouvelable. L'ONÉ a suspendu le programme incitatif pour le gaz combustible pour 2004. L'instance au sujet de la deuxième phase de l'audience portera sur la structure du capital et aura lieu durant le quatrième trimestre de 2004. La décision de l'ONÉ à cet effet n'est pas attendue avant la fin du premier trimestre de 2005.

Autres entreprises de transport de gaz

Gas Transmission Northwest Corporation

Comme l'indique le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2003 de TransCanada, la société a conclu avec National Energy & Gas Transmission, Inc. (NEGT) et certaines de ses filiales une entente d'achat d'actions qui prévoit l'acquisition de GTN au prix de 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US, et sous réserve des ajustements de clôture. GTN détient et exploite deux réseaux de gazoducs, soit Gas Transmission Northwest Pipeline System et North Baja Pipeline System (North Baja). L'acquisition de North Baja était assujettie au droit de premier refus d'une tierce partie. Cette dernière a consenti à renoncer à ce droit en ce qui a trait à la vente de North Baja à TransCanada. Par conséquent, TransCanada prévoit désormais réaliser l'acquisition de Gas Transmission Northwest System et celle de North Baja simultanément.

Durant le deuxième trimestre de 2004, le tribunal de la faillite a approuvé le plan d'arrangement de NEGТ en vertu du chapitre onzième et la vente de GTN à TransCanada. TransCanada a respecté les conditions préalables à la ratification de l'opération aux termes de la convention d'achat et attend que NEGТ ait mis en œuvre le plan d'arrangement en vertu du chapitre onzième, qui constitue la dernière condition importante préalable à la ratification de l'opération. NEGТ a informé TransCanada qu'avant de mettre en œuvre le plan d'arrangement en vertu du chapitre onzième, elle s'employait avec diligence à résoudre d'autres questions liées à la restructuration qui ne sont liées ni à GTN ni à l'opération visant GTN mais qui, néanmoins, sont jugées dans le meilleur intérêt de la succession et des créanciers. NEGТ a de plus affirmé qu'elle croyait que le plan entrera en vigueur durant le quatrième trimestre du présent exercice. Les parties prévoient ratifier l'opération visant GNT peu de temps après.

Mise en valeur des régions nordiques

En octobre 2004, Pétrolière Impériale Ressources a annoncé que les demandes sollicitant l'obtention des principales approbations réglementaires pour le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie avaient été soumises aux conseils, groupes et organismes responsables d'évaluer et de réglementer les projets d'aménagement énergétique dans les Territoires du Nord-Ouest. Le dépôt de ces documents marque une étape importante de la phase de définition de projet. TransCanada continuera d'appuyer le projet conformément aux diverses ententes de projet conclues et de contribuer à la mise en liaison des ressources gazières de la vallée du Mackenzie avec son réseau de l'Alberta.

Gaz naturel liquéfié

En septembre 2004, TransCanada et Petro-Canada ont signé un protocole d'entente en vue de construire une installation de gaz naturel liquéfié (GNL) à Gros-Cacouna, au Québec (Énergie Cacouna). TransCanada et Petro-Canada partageront à parts égales les coûts de construction de l'installation de réception, de stockage et de regazéification de GNL; TransCanada assurera l'exploitation de l'installation tandis que Petro-Canada fournira les approvisionnements en GNL. L'installation permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé et d'expédier annuellement environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Le coût des travaux de construction est évalué à 660 millions de dollars. La construction de l'installation est assujettie à l'obtention des approbations réglementaires des gouvernements fédéral, provincial et municipal et devrait exiger environ deux ans. Sous réserve de l'obtention des approbations requises, l'installation devrait entrer en service vers la fin de la présente décennie.

Stockage de gaz

Outre son placement dans les installations de stockage de gaz naturel de CrossAlta, TransCanada a conclu des contrats à long terme, à compter du deuxième trimestre de 2005, pour 20 pétrajoules (PJ) de capacité supplémentaire de stockage de gaz naturel en Alberta. Cette capacité contractuelle augmentera pour passer à 30 PJ en 2006, puis à 40 PJ en 2007. TransCanada entend utiliser cette capacité dans le cadre de son entreprise de services de stockage de gaz en Alberta. La société continue en outre de rechercher d'autres occasions de stockage de gaz.

Électricité

USGen New England, Inc.

En septembre 2004, USGen New England, Inc. (USGen) et TransCanada ont signé une entente prévoyant l'achat par TransCanada, au prix de 505 millions de dollars US, d'actifs de production d'énergie hydroélectrique ayant une capacité de production totale de 567 MW. Les actifs comprennent des réseaux de production aménagés sur deux rivières en Nouvelle-Angleterre : le réseau de la rivière Connecticut, dans les États du New Hampshire et du Vermont, d'une capacité de 484 MW et le réseau de la rivière Deerfield, dans les États du Massachusetts et du Vermont, d'une capacité de 83 MW. À l'heure actuelle, la production de ces réseaux ne fait pas l'objet de contrats à long terme.

USGen, une filiale de NEGTEC, s'est volontairement placée sous la protection du chapitre onzième en vertu du code de la faillite des États-Unis en juillet 2003. La vente devra être approuvée par le tribunal de la faillite. Dans le cadre du processus de vente aux enchères approuvé par le tribunal de la faillite conformément aux procédures de soumission, USGen sollicitera des soumissions supérieures à l'accord conclu avec TransCanada ou dont les modalités sont plus favorables.

En vertu de l'entente conclue, TransCanada bénéficie de certaines protections qui sont assujetties à l'approbation du tribunal, notamment le paiement de frais de résiliation et le remboursement des dépenses advenant qu'une autre soumission soit retenue. TransCanada a aussi le droit de modifier son offre si USGen reçoit une offre supérieure à celle prévue par l'accord conclu avec TransCanada. L'entente prévoit que le tribunal de la faillite accordera son approbation définitive de la vente environ 75 jours suivant la signature de l'entente. La vente est également assujettie à un examen au titre des lois antitrust et aux autres examens prévus par la réglementation des États-Unis.

Hydro-Québec

En octobre 2004, Hydro-Québec Distribution a octroyé à Cartier Wind Energy Inc., société détenue à 50 % par TransCanada, six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW. Les projets sont répartis dans diverses localités de la région administrative la Gaspésie, Îles-de-la-Madeleine et dans la municipalité régionale de comté de Matane. D'un coût total d'environ 1,2 milliard de dollars, ces installations seront mises en service entre 2006 et 2012. Des conventions d'achat d'électricité sont en cours de négociation avec Hydro-Québec Distribution pour chacune des six installations; elles devraient être complétées en décembre 2004. Chaque convention devra être approuvée par la Régie de l'énergie.

MacKay River

La centrale de cogénération de MacKay River, d'une puissance de 165 MW et située dans le chantier de mise en valeur des sables bitumineux de Petro-Canada à MacKay River, a été déclarée comme étant contractuellement et commercialement en exploitation le 1^{er} février 2004. Certains problèmes d'exploitation survenus durant la première moitié de 2004 relativement au site hôte ont été réglés au troisième trimestre de 2004, et la centrale est actuellement en exploitation à la puissance nominale.

Divers

En septembre 2004, TransCanada a annoncé qu'elle exercerait, le 1^{er} novembre 2004, son droit de racheter toutes les débentures 8,50 % de 200 millions de dollars US échéant en 2023 actuellement en circulation. Les détenteurs des débentures auront le droit de recevoir 1 042,7806 \$ US par tranche de 1 000 \$ US de capital détenue. Ce montant comprend 33,10 \$ US au titre de la prime de rachat et 9,6806 \$ US au titre de l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date de rachat.

En octobre 2004, la société a émis pour 300 millions de dollars US d'effets non garantis de rang supérieur comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 4,875 %, utilisant par le fait même la totalité du solde disponible aux termes de son prospectus préalable permettant l'émission de titre de créance aux États-Unis. En date du 30 septembre 2004, la société pouvait émettre des titres de créance d'un montant de 1,35 milliard de dollars aux termes d'un prospectus préalable prévoyant l'émission de titres de créance au Canada. La société prévoit renouveler ses prospectus préalables aux États-Unis et aux Canada durant le quatrième trimestre de 2004.

Renseignements sur les actions

Au 30 septembre 2004, TransCanada avait 484 548 454 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle avait en circulation 10 330 662 options permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 7 604 774 options pouvaient être exercées au 30 septembre 2004.

Principales données financières trimestrielles consolidées ¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2004			2003				2002
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	1 224	1 256	1 233	1 319	1 391	1 311	1 336	1 338
Bénéfice net								
Activités poursuivies	193	388	214	193	198	202	208	180
Activités abandonnées	52	-	-	-	50	-	-	-
	245	388	214	193	248	202	208	180
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base								
Activités poursuivies	0,40 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,41 \$	0,42 \$	0,43 \$	0,37 \$
Activités abandonnées	0,11	-	-	-	0,10	-	-	-
	0,51 \$	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,51 \$	0,42 \$	0,43 \$	0,37 \$
Bénéfice net par action – dilué	0,50 \$ ²⁾	0,80 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,51 \$	0,42 \$	0,43 \$	0,37 \$
Dividende déclaré par action ordinaire	0,29 \$	0,29 \$	0,29 \$	0,27 \$	0,27 \$	0,27 \$	0,27 \$	0,25 \$

- 1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé. On trouve aux notes 1 et 17 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2003 de TransCanada faisant partie du rapport annuel 2003 de TransCanada des renseignements détaillés influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.
- 2) Le bénéfice net par action dilué au troisième trimestre de 2004 représente les activités poursuivies (0,39 \$ par action) et les activités abandonnées (0,11 \$ par action)

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

L'entreprise de transport de gaz est principalement constituée des placements de la société dans des gazoducs réglementés, et ses produits et son résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et les résultats sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au sein d'un même exercice, et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs et en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

L'entreprise d'électricité est constituée principalement des placements de la société dans des centrales électriques et ses produits et son résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux éléments ayant influé sur le résultat net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit:

- Au premier trimestre de 2003, TransCanada a effectué l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power, ce qui a fait augmenter le résultat de l'entreprise d'électricité en 2004 et 2003, comparativement à 2002. De plus, TransCanada a négocié un règlement d'un an au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2003, qui comprenait des besoins en produits fixes de 1,277 milliard de dollars, comparativement à 1,347 milliard de dollars en 2002. Cette

opération a fait baisser le résultat de l'entreprise de transport en 2003 comparativement à 2002.

- Le résultat net du deuxième trimestre de 2003 comprenait un montant après impôts de 19 millions de dollars au titre d'un gain découlant d'un règlement conclu en juin 2003 avec une ancienne contrepartie qui avait manqué à ses engagements en vertu de contrats à terme d'électricité.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars qui revient à TransCanada des économies d'impôts futurs constatées par TransGas.
- Le résultat net du premier trimestre de 2004 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts d'un montant d'environ 12 millions de dollars.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité, dont 132 millions de dollars avaient été reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017.
- Au troisième trimestre de 2004, les décisions rendues par l'EUB sur les coûts en capital généraux et la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 ont entraîné une baisse du résultat du réseau de l'Alberta comparativement aux trimestres précédents. De plus, les résultats du troisième trimestre de 2004 comprenaient un ajustement de 12 millions de dollars après impôts lié à l'annulation de provisions pour la restructuration établies préalablement et à la constatation de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport trimestriel contient des énoncés prospectifs qui sont assujettis à des risques et à des incertitudes importants. Les résultats ou événements prévus dans ces énoncés pourraient différer des résultats ou des événements qui se produiront. Les facteurs en raison desquels les résultats ou événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les facteurs de concurrence dans le secteur des gazoducs et de l'électricité ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. Pour obtenir des renseignements complémentaires sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, prière de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. TransCanada n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser quelque énoncé prospectif que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Produits	1 224	1 391	3 713	4 038
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	116	164	395	533
Autres coûts et charges	395	439	1 169	1 248
Amortissement	236	260	700	692
	747	863	2 264	2 473
Bénéfice d'exploitation	477	528	1 449	1 565
Autres charges (produits)				
Charges financières	208	210	601	619
Charges financières des coentreprises	15	18	45	63
Bénéfice de participation	(39)	(67)	(156)	(151)
Intérêts créditeurs et autres produits	(34)	(9)	(65)	(44)
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	(197)	-
	150	152	228	487
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	327	376	1 221	1 078
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	104	43	342	179
Futurs	17	121	38	248
	121	164	380	427
Part des actionnaires sans contrôle				
Charges liées aux titres privilégiés	7	8	23	26
Dividendes sur actions privilégiées	6	6	17	17
Autres	-	-	6	-
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	193	198	795	608
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	52	50	52	50
Bénéfice net	245	248	847	658
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies	0,40 \$	0,41 \$	1,64 \$	1,26 \$
Activités abandonnées	0,11	0,10	0,11	0,10
De base	0,51 \$	0,51 \$	1,75 \$	1,36 \$
Dilué	0,50 \$	0,51 \$	1,74 \$	1,36 \$
Nombre moyen d'actions en circulation – de base (en millions)	484,4	482,1	484,0	481,1
Nombre moyen d'actions en circulation – dilué (en millions)	486,9	484,4	486,5	483,2

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	193	198	795	608
Amortissement	236	260	700	692
Impôts futurs	17	121	38	248
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	(197)	-
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(29)	(66)	(119)	(125)
Part des actionnaires sans contrôle	13	14	46	43
Autres	(36)	(11)	(56)	(59)
Fonds provenant des activités poursuivies	394	516	1 207	1 407
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	132	67	60	83
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	526	583	1 267	1 490
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités abandonnées	1	67	(9)	(17)
	527	650	1 258	1 473
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(97)	(81)	(291)	(264)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(49)	(135)	(63)	(547)
Cession d'actifs	-	-	408	-
Montants reportés et autres	(12)	(165)	(26)	(196)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	(158)	(381)	28	(1 007)
Activités de financement				
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(159)	(150)	(465)	(438)
Effets émis (remboursés), montant net	(66)	361	(367)	279
Dette à long terme émise	-	-	665	475
Réduction de la dette à long terme	(9)	(327)	(510)	(386)
Dette sans recours émise par les coentreprises	60	14	147	60
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(8)	(7)	(20)	(55)
Parts de sociétés en commandite de coentreprises émises	-	-	88	-
Remboursement de débentures subordonnées de rang inférieur	-	(218)	-	(218)
Actions ordinaires émises	8	11	25	49
Sorties nettes liées aux activités de financement	(174)	(316)	(437)	(234)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(58)	(3)	(55)	(37)
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	137	(50)	794	195
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	995	457	338	212
Encaisse et placements à court terme	1 132	407	1 132	407
À la fin de la période				
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	77	68	329	192
Intérêts payés	193	186	586	618

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)	31 décembre 2003
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	1 132	338
Débiteurs	516	605
Stocks	167	165
Autres	122	88
	1 937	1 196
Placements à long terme	846	733
Immobilisations corporelles	16 796	17 460
Autres éléments d'actif	1 286	1 164
	20 865	20 553
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Effets à payer	-	367
Créditeurs	972	1 025
Intérêts courus	230	208
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	838	550
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an	86	19
	2 126	2 169
Montant reportés	478	475
Dette à long terme	9 302	9 465
Impôts futurs	457	427
Dette sans recours des coentreprises	811	761
Titres privilégiés	19	22
	13 193	13 319
Part des actionnaires sans contrôle		
Titres privilégiés d'une filiale	671	672
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Autres	75	82
	1 135	1 143
Capitaux propres		
Actions ordinaires	4 704	4 679
Surplus d'apport	269	267
Bénéfices non répartis	1 610	1 185
Écart de conversion	(46)	(40)
	6 537	6 091
	20 865	20 553

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des bénéfices non répartis

(non vérifié) (en millions de dollars)	Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003
Solde au début de la période	1 185	854
Bénéfice net	847	658
Dividende sur les actions ordinaires	(422)	(389)
	1 610	1 123

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifié)

1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada Corporation (TransCanada ou la société) ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers annuels de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, sauf dans la mesure indiquée ci-après. Les présents états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers annuels compris dans le rapport annuel 2003 de TransCanada. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été retraités pour qu'ils soient conformes à la présentation adoptée pour la période considérée.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société.

2. Modifications comptables

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, le nouveau chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA). Ce chapitre définit les normes de constatation et de présentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif découlant d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice au cours duquel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une estimation au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de gazoducs souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Dans le cas de ces actifs, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux autres biens du secteur Autres entreprises de transport de gaz de TransCanada au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 11 millions de dollars au 30 septembre 2004.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux centrales électriques et aux biens connexes au 1^{er} janvier 2003 et au 31 décembre 2003, respectivement. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1^{er} janvier 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 23 millions de dollars au 30 septembre 2004. Le placement dans Bruce Power et les conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B n'imposent à la société aucune obligation légale en matière de mise hors service d'immobilisations.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TransCanada pour les périodes antérieures, alors qu'elle a eu une incidence de néant et d'environ 1 million de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement.

Relations de couverture

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, le désignation et l'efficacité des couvertures, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Conformément aux dispositions de cette nouvelle note d'orientation, TransCanada a constaté tous les instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

Cette nouvelle note d'orientation a été adoptée prospectivement et a entraîné une diminution de 2 millions de dollars et de néant, respectivement, du bénéfice net du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2004. L'incidence importante de cette modification comptable sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Actif à court terme	
Autres	8
Autres éléments d'actif	123
Total de l'actif	131
Passif à court terme	
Créditeurs	8
Montants reportés	132
Dette à long terme	(7)
Impôts futurs	(1)
Total du passif	132

Principes comptables généralement reconnus

La société a adopté, le 1^{er} janvier 2004, la nouvelle norme du chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des PCGR et les autres sources qui doivent être prises en compte en vue de l'application des PCGR. En vertu de cette nouvelle norme, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été adoptée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2004. Dans les périodes antérieures, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas constatés dans le bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1^{er} janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments d'actif	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Produits	945	1 070	279	321	-	-	1 224	1 391
Coûts des marchandises vendues	-	-	(116)	(164)	-	-	(116)	(164)
Autres coûts et charges	(293)	(339)	(102)	(99)	-	(1)	(395)	(439)
Amortissement	(218)	(240)	(18)	(19)	-	(1)	(236)	(260)
Bénéfice (perte) d'exploitation	434	491	43	39	-	(2)	477	528
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(193)	(198)	(3)	(2)	(25)	(24)	(221)	(224)
Charges financières des coentreprises	(14)	(18)	(1)	-	-	-	(15)	(18)
Bénéfice de participation	10	29	29	38	-	-	39	67
Intérêts créditeurs et autres produits	1	3	6	2	27	4	34	9
Impôts sur les bénéfices	(104)	(147)	(23)	(27)	6	10	(121)	(164)
Activités poursuivies	134	160	51	50	8	(12)	193	198
Activités abandonnées							52	50
Bénéfice net							245	248

	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Produits	2 842	2 974	871	1 064	-	-	3 713	4 038
Coûts des marchandises vendues	-	-	(395)	(533)	-	-	(395)	(533)
Autres coûts et charges	(876)	(944)	(290)	(299)	(3)	(5)	(1 169)	(1 248)
Amortissement	(645)	(629)	(55)	(62)	-	(1)	(700)	(692)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 321	1 401	131	170	(3)	(6)	1 449	1 565
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(574)	(588)	(7)	(7)	(66)	(67)	(647)	(662)
Charges financières des coentreprises	(43)	(62)	(2)	(1)	-	-	(45)	(63)
Bénéfice de participation	31	59	125	92	-	-	156	151
Intérêts créditeurs et autres produits	13	11	11	10	41	23	65	44
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	197	-	-	-	197	-
Impôts sur les bénéfices	(319)	(359)	(90)	(88)	29	20	(380)	(427)
Activités poursuivies	429	462	365	176	1	(30)	795	608
Activités abandonnées							52	50
Bénéfice net							847	658

Total de l'actif

(en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)	31 décembre 2003
Transport de gaz	16 356	16 974
Électricité	2 696	2 753
Siège social	1 803	815
Activités poursuivies	20 855	20 542
Activités abandonnées	10	11
	20 865	20 553

4. Gestion des risques et instruments financiers

L'information présentée ci-après représente les changements importants aux instruments de gestion des risques et instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2003 et tient compte des incidences des modifications comptables qui, à compter du 1^{er} janvier 2004, ont été adoptées prospectivement en matière de couverture, tel qu'il est discuté plus en détail à la note 2, Modifications comptables – Relations de couverture.

Activités de gestion du change et des taux d'intérêt

Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette et au taux d'intérêt en dollars US. La société gère ces risques en ayant recours à des instruments dérivés libellés en devises et à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre huit ans. Certains des gains et des pertes matérialisés sur les instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Taux de change				
Swaps de devises	(33)	(33)	(26)	(26)
Taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	16	16	2	15
En dollars US	8	8	-	8

Au 30 septembre 2004, le montant en capital des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US au 31 décembre 2003). De plus, au 30 septembre 2004, la société disposait de swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 210 millions de dollars (210 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 162 millions de dollars US (162 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 569 millions de dollars (964 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

En ce qui concerne ses autres dettes libellées en dollars US, la société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt en ayant recours à des instruments dérivés libellés en devises et à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre neuf ans. Les justes valeurs des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	(4)	(4)	1	(3)
En dollars US	34	34	2	37
Contrats de change à terme				
En dollars US	(7)	(6)	-	1

Au 30 septembre 2004, les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 225 millions de dollars (150 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 450 millions de dollars US (450 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Le montant en capital des contrats de change à terme était de 148 millions de dollars US (19 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

5. S.E.C. Électricité

Le 30 avril 2004, TransCanada a vendu à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) les centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US avant les ajustements de clôture et a constaté un gain de 15 millions de dollars après impôts. S.E.C. Électricité a financé l'achat grâce à l'émission de 8,1 millions de reçus de souscription qui a pris fin le 15 avril 2004 et au moyen d'un prêt de tiers. Dans le cadre du placement de reçus de souscription, TransCanada a acheté 540 000 reçus de souscription à un prix total d'environ 20 millions de dollars. Les reçus de souscription ont par la suite été convertis en parts de la société en commandite. Cette émission a eu pour incidence nette de réduire la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %.

À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu le 29 avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé la modification des modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. visant à supprimer l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts non détenues par TransCanada au 30 juin 2017. Étant donné que TransCanada était tenue de financer ce rachat, l'élimination de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité supprime cette exigence. La suppression de l'obligation et la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité ont donné lieu à un gain de 172 millions de dollars. Ce montant reflète principalement la constatation des gains non amortis sur des opérations antérieures de S.E.C. Électricité.

6. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre se présente comme suit :

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de la période	7	6	1	-
Intérêts débiteurs	14	13	1	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(14)	(13)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	3	2	1	-
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	1
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	11	9	4	3

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Coût des prestations au titre des services rendus au cours de la période	21	19	2	1
Intérêts débiteurs	42	39	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(41)	(39)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	2	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	9	6	2	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	-	1
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	33	27	10	9

7. Dette à long terme

En septembre 2004, TransCanada a annoncé qu'elle exercerait, le 1^{er} novembre 2004, son droit de remboursement de toutes les débentures 8,50 % de 200 millions de dollars US échéant en 2023 en circulation. Les détenteurs des débentures auront le droit de recevoir 1 042,7806 \$ US par tranche de 1 000 \$ US de capital détenue. Ce montant comprend 33,10 \$ US au titre de la prime de rachat et 9,6806 \$ US au titre de l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date du remboursement.

En octobre 2004, la société a émis pour 300 millions de dollars US d'effets non garantis de premier rang comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 4,875 %, utilisant par le fait même la totalité du solde disponible aux termes de son prospectus préalable permettant l'émission de titre de créance aux États-Unis. En date du 30 septembre 2004, la société pouvait émettre des titres de créance d'un montant de 1,35 milliard de dollars aux termes d'un prospectus préalable prévoyant l'émission de titres de créance au Canada. La société prévoit renouveler ses prospectus préalables aux États-Unis et aux Canada durant le quatrième trimestre de 2004.

8. Bénéfice net dilué par action ordinaire

Le bénéfice net dilué par action ordinaire pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 représente les activités poursuivies, soit 0,39 \$ par action et 1,63 \$ par action (0,41 \$ par action et 1,26 \$ par action en 2003), respectivement et les activités abandonnées, soit 0,11 \$ par action et 0,11 \$ par action (0,10 \$ par action et 0,10 \$ par action en 2003), respectivement.

9. Activités abandonnées

Le conseil d'administration a approuvé en juillet 2001 un plan visant la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société. Les cessions prévues aux termes de ce plan avaient essentiellement été menées à bien au 31 décembre 2001. TransCanada a revu, au 30 septembre 2004, sa provision pour pertes découlant des activités abandonnées et le gain reporté restant relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz cédée. Par suite de cette revue, TransCanada a déterminé que son passif éventuel aux termes des garanties et obligations en vertu de certains contrats liés à l'entreprise de gaz cédée avait diminué et, par conséquent, le solde du gain reporté après impôts, soit 52 millions de dollars, a été constaté dans les résultats au troisième trimestre de 2004. De plus, TransCanada a conclu que le reste de la provision pour pertes découlant des activités abandonnées était adéquat.

Le bénéfice net découlant des activités abandonnées s'est élevé à 52 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes de 27 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, alors qu'il avait été de 50 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes de 29 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2003. La provision pour pertes découlant des activités abandonnées s'établissait à 47 millions de dollars au 30 septembre 2004 (41 millions de dollars au 31 décembre 2003). La provision pour pertes découlant des activités abandonnées est incluse dans les créateurs.

10. Acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation

Le 24 février 2004, TransCanada a annoncé la conclusion d'une entente prévoyant l'acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) auprès de National Energy & Gas Transmission Inc. (NEGT) au prix d'environ 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US. L'opération est assujettie aux ajustements de clôture. GTN est une société pipelinière qui possède et exploite deux réseaux de gazoducs. TransCanada a respecté les conditions préalables à la ratification de l'opération aux termes de la convention d'achat et attend que NEGТ ait mis en œuvre le plan d'arrangement qui constitue la dernière condition importante préalable à la ratification de l'opération. L'achat devrait être ratifié durant le quatrième trimestre de 2004.

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs éventuels. Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 1 800 361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis). Numéro d'accès direct : David Moneta/Debbie Stein au (403) 920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457. Relations avec les médias : Hejdi Feick/Kurt Kadatz au (403) 920-7859.

Site Internet de TransCanada : <http://www.transcanada.com>